ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Юрга» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Юрга»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Юрга» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Юрга») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в целях коммерческого учета электрической энергии, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач МЭС Сибири - филиала ОАО «ФСК ЕЭС» на подстанции 500 кВ «Юрга», г. Юрга, по утвержденной методике измерений электрической энергии и электрической мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ II ПС «Юрга» (далее - "система") включает в себя два измерительных канала, предназначенных для измерения активной и реактивной электрической энергии на подстанции 500 кВ «Юрга» по одному из присоединений ("точек учета"). Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии в каждом канале при помощи счетчиков с трансформаторным включением, на интервалах, заданных шкалой единого календарного времени, с последующей автоматизированной передачей результатов измерений на верхние уровни системы. Среднюю электрическую мощность определяют как частное от деления электрической энергии за соответствующий интервал времени на длительность этого интервала (как правило, длительность данного интервала составляет 30 мин).

Система является многоуровневой с иерархическим распределенным сбором и обработкой информации. Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, многофункциональные электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 52425-2005, составляющие в совокупности информационно-измерительные комплексы (ИИК);
- уровень ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 и каналообразующую аппаратуру - коммутатор Ethernet (основной канал передачи информации) и GSM-модем (резервный канал);
- верхний уровень (ИВК, информационно-вычислительный комплекс) включает серверы баз данных, размещенных в Кузбасском ПМЭС, г. Кемерово, МЭС Сибири - филиале ОАО «ФСК ЕЭС», г. Красноярск и головном центре сбора и обработки данных ОАО «ФСК ЕЭС», г. Москва. Головным является сервер, размещенный в Кузбасском ПМЭС, г. Кемерово. Сервер в МЭС Сибири - филиале ОАО «ФСК ЕЭС», г. Красноярск является резервным.

Для измерений времени используется система обеспечения единого времени (СОЕВ). Устройство синхронизации системного времени (УССВ) функционирует на базе GPS-приемника 35-HVS, подключенного к УСПД. Корректировка часов сервера производится автоматически при обнаружении рассогласования при опросе УСПД сервером (один раз в 30 мин.); корректировка часов счетчиков также производится УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени при опросе счетчиков.

Основные функции АИИС КУЭ II ПС «Юрга»:

- автоматическое измерение, обработка, хранение и передача электросчетчиками измерительной информации об активной и реактивной электроэнергии по отдельным измерительным каналам, с привязкой к шкале единого календарного времени;

- накопление и хранение измерительной информации, поступающей от электро-счетчиков, в УСПД и специализированной базе данных сервера системы, ведение архивов заданной структуры;

- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронности измерений;

- отображение и представление информации, накопленной в базах данных системы, на автоматизированных рабочих местах (АРМ) пользователей в виде требуемых экранных форм и печатных документов;

- защита оборудования, программного обеспечения, измерительной информации и параметров конфигурации системы от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;

- контроль и диагностика технических и программных средств системы, формирование «журналов событий» о возникновении корректирующих действий и нештатных ситуаций на всех уровнях;

- передача информации в другие информационные системы организаций-участников оптового рынка электроэнергии.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, соединяемых электрическими линиями связи. Измерительные трансформаторы тока и напряжения - открытой установки, размещены на ОРУ подстанции, УСПД, коммутационное оборудование и преобразователи интерфейсов установлены в шкафу на щите управления. Серверы базы данных с комплексом «Альфа-Центр» расположены в Кузбасском ПМЭС, г. Кемерово и МЭС Сибири - филиале ОАО «ФСК ЕЭС», г. Красноярск

Надежность системных решений обеспечена на каждом уровне.

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек, пломбируемых кросс-коробок для монтажа кабельных соединений Технические средства системы размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа, включая ограничение доступа в помещения, а также пломбирование технических средств системы.

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью, а также источников бесперебойного питания (в ПИК и ИВКЭ). Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления электропитания.

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне включает в себя установку паролей на счетчики и УСПД. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов и их заводских номеров представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присое-динения	Трансформатор тока (ТТ)	Зав. № ТТ	Трансформатор напряжения (ТН)	Зав. № ТН	Счетчик	УСПД
20	ВЛ 110 кВ Юрга – Абразивная I цепь	VIS WI 1000/1 КТ 0,2S	A:120407002 B:120407003 C:120407001	НКФ-110-57 У1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5	A: 3377 B: 3314 C: 3369	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 № 01240908	RTU-325-E1-512-3-B8-Q-I2-G; № 000621
21	ВЛ 110 кВ Юрга – Абразивная II цепь	VIS WI 1000/1 КТ 0,2S	A:120407004 B:120407006 C:120407005	НКФ-110-57 У1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5	A: 3305 B: 3121 C: 3321	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 № 01240906	

Примечание - допускается замена измерительных компонентов на однотипные или аналогичные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у компонентов, указанных в таблице. Замену оформляют актом, прилагаемым к настоящему описанию типа, согласно МИ 2999.

Программное обеспечение

В системе используется измерительно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Номер версии программного обеспечения 4.05.01. Программное обеспечение (ПО) предназначено для сбора, хранения и автоматизированной передачи результатов измерений каждого счетчика электрической энергии на верхние уровни системы.

ПО внесено в Госреестр СИ в составе комплекса для учета электрической энергии «Альфа-Центр» под № 44595-10.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 - "С".

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - влияния на метрологические характеристики, указанные ниже в таблице 3. нет.

Входящие в состав ПО программа-планировщик опроса и передачи данных и драйвер работы с БД могут оказать влияние на достоверность передачи измерительной информации на верхние уровни системы.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления контрольной суммы
Программа-планировщик опроса и передачи данных	armserver.exe	4.05.01	1EDC36B87CD0C1415A6E2E5118520E65	MD5
Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	4.05.01	32F0D69O4C39F9F48936D1BB9822EC83	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний: часов компонентов системы, с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 20, 21	±0,7	±1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 20, 21	±1,2	±1,5
Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В	110000	каналы 20, 21
Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А	1000	каналы 20, 21
Показатели надежности:		
- среднее время восстановления, час	8	
- коэффициент готовности, не менее	0,95	
Условия эксплуатации:		
- электропитание компонентов системы	Стандартная сеть 220 В 50 Гц переменного тока по ГОСТ 21128-83 с параметрами по ГОСТ Р 54149-2010.	
- температура окружающего воздуха, °С: счетчики, УСПД, АРМ измерительные трансформаторы	от 5 до 35 от минус 45 до 40	
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80	
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106	

Примечания:

1) для тока нагрузки, отличающегося от номинального, относительная погрешность ИК может быть рассчитана при соответствующих значениях погрешностей компонентов по формуле, приведенной в методике поверки МП 14-001-2013;

2) полную погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности рассчитывают в соответствии с утвержденной методикой измерений.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносят печатным способом на титульный лист формуляра и способом наклейки на переднюю, панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлено УСПД.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в проектной документации. В комплект поставки входят техническая документация на систему и ее компоненты, методика поверки. Сведения об измерительных компонентах и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Измерительные компоненты системы

Наименование	Обозначение	КТ	Кол-во	Примечание
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	0,5	6	№ГР СИ 14205-94
Трансформатор тока	VIS WI	0,2S	6	№ГР СИ 37750-08
Счетчик электронный	A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	2	№ ГР СИ 31857-11
УСПД	RTU-325		1	№ГР СИ 37288-08
ИВК	Альфа-Центр		1	№ ГР СИ 20481-00

Поверка

осуществляется по документу МП 14-001-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Юрга» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Юрга»)», утвержденному ФБУ «Кемеровский ЦСМ» в апреле 2013 г.

Эталоны, применяемые при поверке:

- трансформатор тока лабораторный эталонный (150 - 5000) А, кл. точности 0,05 (ТТЛЭ-5000);
- делитель напряжения (35, 110, 220) кВ, кл. точности не хуже 0,1 (ДН-220пт);
- прибор сравнения с погрешностью не хуже ±0,02% и ±1,0' (Энергомонитор-3.3Т);
- эталонный счетчик кл. точности 0,02 (Энергомонитор 3.1 К-02);
- источник сигналов точного времени, погрешность не более ±0,01 с (интернет-ресурс http://www.vniiftri.ru/index.php/ru/).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений представлена в документе "Методика измерений электрической энергии и электрической мощности АИИС КУЭ II ПС "Юрга". Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 056.05.00280-2009.2013 от 11.04.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Юрга» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Юрга»)

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Магистральные электрические сети Сибири - филиал открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС»)

660099, г. Красноярск, ул. Ады Лебедевой, 117
тел. (3912) 65-95-00
факс: (3912) 65-96-04
E-mail: adm@sibmes.ru
Internet: www.fsk-ees.ru

Заявитель

Закрытое акционерное общество «ЭМС Западная Сибирь» (ЗАО «ЭМС Западная Сибирь»)
654027, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Невского, 1
тел.: (3843) 72-13-02
факс: (3843) 72-14-52

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»)
Аттестат аккредитации № 30063-12 от 13 ноября 2012 г.
650991, Кемеровская область, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2
тел.: (384-2) 36-43-89
факс: (384-2) 75-88-66
E-mail: kemcsm@kuzbass.net
Internet: www.kemcsm.ru

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2013 г.